

Thermische Solaranlagen für Wärmenetze, Teil 4 Wärmewende mit iKWK und flexibler Solarthermie

Dr. Rolf Meißner

Ritter Energie- und Umwelttechnik GmbH & Co. KG, Kuchenäcker 2, 72135 Dettenhausen

r.meissner@ritter-xl-solar.de

Zusammenfassung

Mit innovativer KWK (iKWK) fordert das KWKG /1/ einen Anteil von 30 % an der sog. jährlichen Referenzwärme, die sich zusätzlich aus 3000 VBh an KWK-Wärme zusammensetzt. Wenn der iKWK-Anteil und damit auch die Solarwärme einen Großteil des Netzwärmebedarfs liefern soll, müssen Solarwärmeüberschüsse eingeplant werden. Die Speicherung dieser Überschüsse ist jedoch schon ab einem solaren Jahresdeckungsgrad von ca. 10 % unwirtschaftlich, sofern der dafür notwendige Speicher nicht schon vorhanden, sondern Teil der Investition in die Solaranlage ist. Dazu muss das Kollektorfeld flexibel, d. h. jederzeit wie ein konventioneller Wärmeerzeuger abschaltbar sein. Hochleistungs-Solaranlagen arbeiten vorzugsweise mit Fernwärmewasser, speisen möglichst immer in den Vorlauf des Wärmenetzes und tolerieren Abschaltung oder Trennung vom Netz als normalen Betriebszustand sowie auch eine in der Folge bei starker Sonneneinstrahlung auftretende „thermische Stagnation“. Diese Betriebsweise macht unwirtschaftliche Speicherauslegungen oder Notkühleinrichtungen überflüssig.



Abb. 1: Kollektorfeld für Fernwärme in Senftenberg

Bei der Auslegung einer Solarthermieanlage gibt es drei Optima - ein volkswirtschaftliches, ein betriebswirtschaftliches und ein technisches, was an einem „Muster-Wärmenetz“ mit 10 GWh_{th} /Jahr am Standort Würzburg bereits ausführlich gezeigt wurde, siehe Abb. 2 /2/.

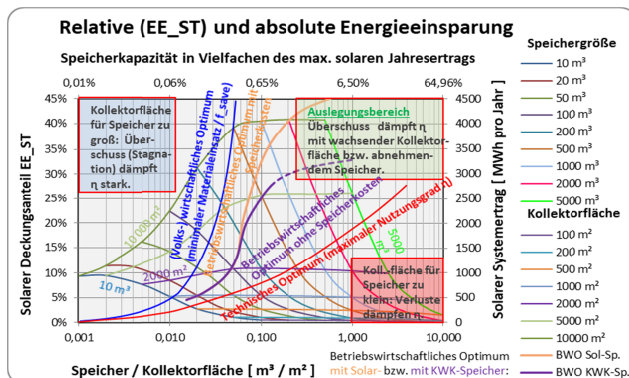


Abb. 2: Solarer Deckungsanteil und solarer Systemertrag in Abhängigkeit vom spezifischen Speichervolumen, alle Simulationen mit ScenoCalc bzw. SCFW /3/

Das technische Optimum liefert die Kollektorfläche und eine Speichergröße, bei der die gesamte Solarwärme ge-

nutzt wird. Schon bei kleinen Solaranteilen EE_ST von unter 10 % wachsen dabei die notwendigen Speichergrößen ins ökonomisch Unwirtschaftliche. Am volkswirtschaftlichen Optimum wird möglichst viel Wärme mit geringstmöglichem Einsatz an Material und „grauer Energie“ gewonnen. Dies führt zu sehr viel Wärmeüberschuss mit großen technischen Herausforderungen. Das betriebswirtschaftliche Optimum liegt dazwischen und beschreibt die Dimensionierung am Wärmepreisminimum, wobei zu unterscheiden ist, ob der Speicher zur Investition in die Solaranlage zählt oder nicht.

Was Abbildung 2 für das Musternetz mit 10 GWh_{th} Jahresbedarf zeigt, lässt sich für beliebig große Wärmenetze verallgemeinern, wie die Abbildungen 3 und 4 zeigen.

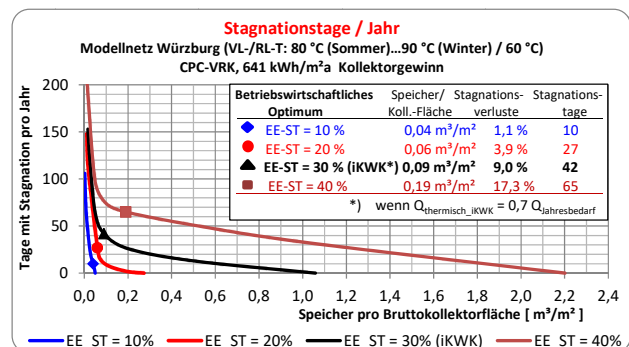


Abb. 3: Tage mit Wärmeüberschuss (Stagnation) bei solarem Deckungsgrad von 10 % bis 40 % in Abhängigkeit von der Speichergröße pro Kollektorfläche

Der Standort Würzburg bzw. dessen Wetter werden dazu beibehalten. Abbildung 3 zeigt, wie der notwendige Speicher ohne Stagnation mit dem solaren Deckungsgrad EE_ST sehr schnell wächst. Für EE_ST = 30 % (z. B. bei 100 % iKWK) ist kontrollierte Stagnation an ca. 40 Tagen pro Jahr betriebswirtschaftlich ratsam, denn das kostet nur ca. 9 % vom Kollektorertrag. Um Stagnation zu vermeiden, müsste der Speicher mit knapp 1,1 m³/m² ca. 11-mal größer sein, hätte dann aber auch so viel größere Verluste, dass von den 9 % zusätzlich gewonnenem Kollektorertrag wenig übrig bliebe.

Abbildung 4 zeigt, wie die Speicherkapazität und die Kollektorertragsverluste durch Stagnation vom Deckungsgrad und von der relativen Speichergröße abhängen. Für kleine Solaranteile (EE_ST < 5...8 %) benötigen Wärmenetze keinen Speicher. Für EE_ST = 10 % kann Stagnation noch mit ca. 50 Litern Speicher pro Quadratmeter Bruttokollektorfläche weitgehend vermieden werden. Für EE_ST = 20 % sind dafür bereits unwirtschaftliche 300 Liter / m² erforderlich, weshalb Bio-Solardörfer wie Büsingen, Ellern, Hallerndorf, Randegg usw. nur ca.

80-150 Liter / m² einsetzen und lieber 10 bis 30 Stagnationstage pro Jahr in Kauf nehmen bzw. auf bis zu 6 % Überschusswärme verzichten.

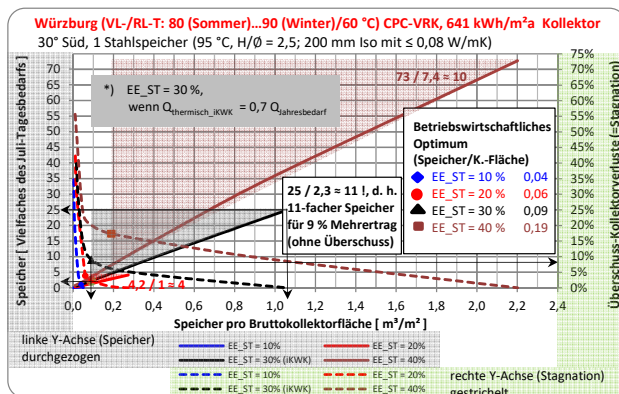


Abb. 4: Speicherkapazität als Vielfaches des Tagesbedarfs eines Julitages (linke Y-Achse und durchgezogene Kurven) sowie Kollektorertragsverluste durch Stagnation (Wärmeüberschuss, rechte Y-Achse und gestrichelte Kurven) bei solarem Deckungsgrad von 10 % bis 40 % in Abhängigkeit von der Speichergröße pro Kollektorfläche

Bei einem EE_ST von ca. 30 % (iKWK) bleiben die Verluste durch Stagnation an insgesamt ca. 40 Tagen übers Jahr kleiner als 9 %, wenn pro Quadratmeter Bruttokollektorfläche mindestens 90 Liter Speicher eingesetzt werden. Das entspricht einer Speicherkapazität von ca. 2,3 Julitagen des Netzwärmebedarfs. Ohne Stagnation müssten das 11-Fache, ca. 25 Juli-Bedarfstage gespeichert werden. Bei EE_ST = 40 % kommt es auch bei wirtschaftlichen 200 Litern/m² noch zu 65 Stagnationstagen mit mehr als 17 % Überschussverlusten pro Jahr, und zur Stagnationsvermeidung wären 2,2 m³/m² notwendig, die Kapazität von 73 Juli-Bedarfstage. Das ist zwar schon „Saisonalspeicherung“, doch auch dieser Speicher wäre Ende Oktober bereits wieder leer. Die Diagramme 5a und 5b zeigen die notwendigen Größen für Kollektorfläche (CPC-VRK) mit zugehörigen sinnvollen Speichern für Solaranteile von 10 % bis 40 % für unterschiedliche Wärmenetzgrößen.

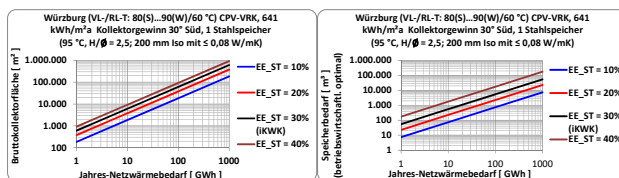


Abb. 5 a: Kollektorfläche b: Speichergröße für Netze von 1 bis 1000 GWh/a und EE_ST bis 40 %

Für einen beliebigen solaren Deckungsgrad gilt am betriebswirtschaftlichen Optimum ein bestimmtes Verhältnis Speicher/Kollektorfläche. Für jeden Jahresbedarf stehen damit die Kollektorfläche und der Speicher fest. Die Abbildungen 2 bis 4 zeigen das exemplarisch für ein Netz in Würzburg mit

10 GWh/a. Die beiden Abbildungen 5a und 5b zeigen nun, dass man Kollektorfläche und Speicherbedarf wegen dieser fast konstanten Verhältnismäßigkeit für jeden Netzbedarf und solaren Deckungsgrad hoch- und runterskalieren kann.

Fazit

Mit dem Anteil erneuerbarer Wärme aus Solarthermie (EE_ST) am Netzwärme-Jahresbedarf wachsen überproportional der Speicherbedarf und die wirtschaftliche Notwendigkeit, auf Solarwärmeüberschüsse im Sommer zu verzichten. Wenn das Prinzip der flexiblen Abschaltung auf das Großanlagenkonzept nicht anwendbar ist, wird bei höheren solaren Deckungsanteilen häufig ein sog. Niedertemperatur-Saisonal-Speicher mit einer Kapazität für mehrere Wochen oder Monate, z. B. als nahezu ungedämmter Erdbeckenspeicher eingesetzt, aus dem jedoch die meiste Wärme nur mit Hilfe einer Wärmepumpe wieder nutzbar ist und auch von Wärmeüberschüssen aufgrund hoher Verluste wenig übrig bleibt. Hingegen sind flexibel abschaltbare und stagnationssichere Solaranlagen mit verlustarmen und relativ kleinen Netztemperatur-Mehrtages speichern als wegweisende Alternative in Bio-Solardörfern seit langem erfolgreich im Einsatz. Nimmt man das Ziel „Efficiency first!“ und die CO₂-Einsparung als dessen Gradmesser ernst, ist flexible Hochleistungssolarthermie mit Netztemperaturspeichern gewiss eine Schlüsseltechnologie für die Wärmewende.



Abb. 10: Zwei Kollektorfelder für Fernwärme in Erfurt

Quellen

- 1/ Bundesgesetzblatt Jahrgang 2017 Teil 1 Nr. 57, herausgegeben zu Bonn am 17.8.2017, S. 3167-3197
- 2/ Rolf Meißner: https://www.ritter-xl-solar.de/wp-content/uploads/2018/01/Thermische-Solaranlagen-Waermenetze_Teil1_SHT5SOLAR.pdf
http://ritter-xl-solar.com/uploads/media/Thermische-Solaranlagen-fuer-Waermenetze-Teil2_01.pdf
<http://ritter-xl-solar.com/uploads/media/Thermische-Solaranlagen-fuer-Waermenetze-Teil3.pdf>
- 3/ ScenoCalc-Download: <http://www.sp.se/en/index/> und SCFW-Download <https://www.scfw.de/>

Fotos und Abbildungen

Ritter Energie- und Umwelttechnik GmbH & Co. KG